

УДК 622.411.332:533.17:553.981

**Костянтин БЕЗРУЧКО**

**ВЗАЄМОДІЯ ФАЗ СИСТЕМИ “ВОДА–ГАЗ” У ГІРСЬКИХ ПОРОДАХ  
ТА ФОРМУВАННЯ ПОКЛАДІВ ПРИРОДНОГО ГАЗУ**

Інститут геотехнічної механіки  
ім. М. С. Полякова НАН України, Дніпропетровськ,  
e-mail: gvrvg@meta.ua

Розглянуто три стани насиченості рідиною порового простору гірських порід залежно від відносних фазових проникностей води та газу, коли відносна фазова проникність води дорівнює нулю, відносні фазові проникності води та газу рівні між собою, відносна фазова проникність газу дорівнює нулю. На основі цього складено схему взаємовпливу та взаємодії окремих фаз у поровому просторі зцементованих псамітових порід (пісковиків). Систему “вода–газ” розглядаємо як термодинамічну, яка прагне до рівноваги. Вона може мати декілька рівноважних станів (4 статичні та 2 динамічні). Найбільш стабільним є стан, за якого відносні фазові проникності води та газу рівні між собою, а їхня сумарна проникність мінімальна. Запропоновано формулу для розрахунку водонасиченості, яка відповідає рівноважному насиченню водою та газом. Відносну рівноважну фазову проникність також визначають залишковою водонасиченістю. З її збільшенням, закономірно, за лінійною залежністю, точка рівноваги зміщується до області більшої водонасиченості та меншої відносної фазової проникності. За великих значень природної вологості (водонасиченість – понад 50 %) здатність пласта бути колектором визначають співвідношенням зв’язаної та вільної води.

*Ключові слова:* масив гірських порід, система “вода–газ”, фазова проникність, стан рівноваги, газові поклади.

Одним з головних завдань національної економіки є забезпечення країни паливно-енергетичними ресурсами. Через значне виснаження розвіданих свого часу запасів вуглеводнів, перспективи відкриття нових покладів можуть бути пов’язані з газовими пастками нетрадиційного типу, зокрема з низькопористими колекторами метановугільних родовищ. Метан є основним компонентом газів вугільних родовищ, і ним насичена майже вся вугленосна товща гірських порід. За останні роки його видобуток з вугільних родовищ у розвинених країнах світу досяг обсягів, сумірних з видобутком природного газу. Так, у США упродовж 2006 р. видобуто 50,4 млрд м<sup>3</sup> метану, а в Україні ресурси цього цінного енергоносія оцінюються, за різними джерелами, від 3,8 до 25,0 трлн м<sup>3</sup>, що набагато перевищує ресурси природного газу (Лукинов, Пимоненко, 2008).

© Костянтин Безручко, 2010

ISSN 0869-0774. Геологія і геохімія горючих копалин. 2010. № 2 (151)

Специфіка метановугільних родовищ полягає в тому, що головні газоносні породи – вугілля і пісковики – є майже непроникними, тому метан у них знаходиться переважно в слабкорухомому або нерухомому стані. Газові поклади у вугленосних відкладах формуються шляхом перерозподілу газу у вуглепородному масиві, коли природні або техногенні чинники підвищують рухливість метану в системі, що активізує його міграцію. Звільнення метану може відбуватися, до прикладу, унаслідок тектонічних процесів, коли тріщинуватість, яка виникає в зоні розуцілення, збільшує проникність вуглевмісних порід, порушує сталу рівновагу в системі “вода–газ” породного масиву, сприяє формуванню зон або окремих скупчень метану, що відрізняються від фонового поширення метану не обсягами, а підвищеною тріщинно-поровою або тріщинною газопроникністю (Лукинов, Пимоненко, 2008). Міграція, нагромадження і збереження метану тісно пов’язані зі складною взаємодією і взаємовпливом окремих фаз (води та газу) системи “вода–газ” у породному масиві. З’ясувавши умови існування цієї системи, ми зможемо виявити основні закономірності, що визначають процеси перерозподілу метану у вугленосній товщі, та обґрунтувати головні ємнісні і фільтраційні параметри гірського масиву, сприятливі для скупчення та збереження газових покладів.

У природі можливе одночасне існування в поровому просторі порід-колекторів трьох фаз – газу, нафти та води, або двох з вищезазначених. Вони можуть бути присутні в різних співвідношеннях і мати різний розподіл. Розподіл і рухливість окремих фаз у поровому просторі гірських порід залежать від насиченості та змочувальних властивостей відповідних фаз. У роботі розглядаємо двофазну систему “вода–газ” у гідрофільних породах, для яких змочувальною фазою є вода, а незмочувальною – газ.

Відомо, що присутність кількох фаз у поровому просторі гірських порід знижує їхню абсолютну проникність, незалежно від того рухома чи нерухома будь-яка з них. На практиці фазову проникність оцінюють значенням відношення коефіцієнта фазової проникності до фізичної (абсолютної), тобто до проникності за повного насичення відповідною фазою, і називають коефіцієнтом відносної проникності. При цьому сума відносних фазових проникностей окремих фаз, що насичують поровий простір, завжди менша від одиниці (Щелкачѳв, Лапук, 1949; Пыхачѳв, Исаев, 1972). Залежності відносних фазових проникностей компонентів газорідинної суміші від ступеня насиченості були встановлені експериментально для незцементованих пісків (Wycoff, Botset, 1936), зцементованих пісків (пісковиків) (Botset, 1940), вапняків та доломіту (Bulnes, Fitting, 1945).

Отримані залежності (Кобранова, 1986) надалі неодноразово підтверджували для різних порід на багатьох нафтогазових родовищах (Б. І. Тульбовіч, Р. Н. Покровська, А. Р. Ковальов, матеріали СИБНДІНП). Усі криві, що характеризують залежності відносних фазових проникностей газу та рідини, якісно подібні (рис. 1) і відрізняються тільки кількісними параметрами: кутами нахилу кривих, точками перетину кривих, коли відносні фазові проникності рівні між собою, точками перетину кривих з віссю абсцис, коли відносна проникність окремих фаз дорівнює нулю. Форму кривих фазової проникності пов’язують, головню, з дією капілярних сил. За даними Є. Ромма (1966), чим менший розмір порових каналів та чим більше дезінтегровані

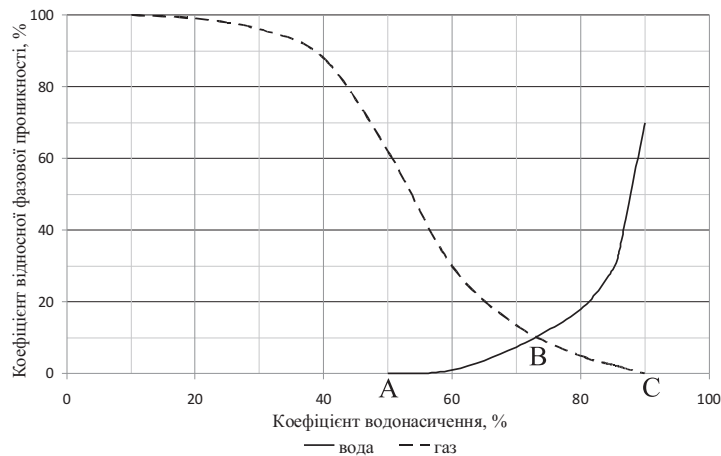


Рис. 1. Залежність відносних фазових проникностей від водонасичення

фази, які фільтруються в поровому середовищі, тим значніша роль капілярних сил і тим більше криві фазової проникності відхиляються від прямих, відповідних лінійним залежностям відносної фазової проникності від ступеня насиченості окремими фазами.

При аналізі конфігурації кривих відносних фазових проникностей було визначено (Левретт, 1948) три стани насиченості рідиною в межах від нуля до 100%-ного заповнення порового простору. Перший пов'язаний з рівноважною насиченістю змочувальною фазою (у цьому випадку водою), за якої ця фаза не може бути вилучена з пласта під дією перепаду тиску (Быков и др., 1981). За дуже малої водонасиченості (Пирсон, 1961; Ханін, 1969; Щелкачѳв, Лапук, 1949), рідка фаза (вода) оточує кожне зерно та утворює кільця навколо точок контакту зерен, які називаються "підвішеними". Вони не торкаються одне одного та не пов'язані між собою, крім дуже тонких шарів плівкової води – майже молекулярної товщини (Пирсон, 1961). При цьому різниця тиску або електричних потенціалів не може передаватися від одного кільця до іншого (Пирсон, 1961; Ханін, 1969). Унаслідок цього, вважається, що "підвішені кільця" нерухомі, хоча їхній розмір може зменшуватися через випаровування, наприклад, під час циркуляції сухого газу поровими каналами. Зі збільшенням насиченості породи водою розміри "підвішених кілець" можуть досягати таких, за яких вони змикаються (зливаються) одне з одним, утворюючи мережу. Насиченість, за якої відбувається цей перехід, називається рівноважною насиченістю для змочувальної фази (Пирсон, 1961; Ханін, 1969). Її можна розглядати також як граничне значення залишкової насиченості, оскільки менше значення не можна отримати навіть при необмеженому протіканні крізь породу незмочувальної фази (газу). Стан насиченості незмочувальною фазою (газом) при цьому, навпаки, характеризується значенням її відносної проникності, близьким до одиниці, незважаючи на те, що насиченість ще набагато менша ніж 100 %. За значення насиченості, що перевищує критичне для змочувальної фази, може початися її рух при перепаді тиску. Кількість протікаючої змочувальної фази визначається площею поперечного перетину займаною фазою в пористому середовищі, або, іншими словами, ступенем насиченості (зі збільшенням насиченості ця площа збільшується). Чим більша насиченість, тим більше протікає рідини (Бы-

ков и др., 1981). Стан водонасиченості, вищий від критичного, називається фунікулярним, оскільки вода рухається окремими порціями – “вервичками”.

Характеризуючи стан газонасичених порід за ступенем насичення гідрофільного колектора водою як нижчий, ніж критичний, зазначимо, що змочувальна вода розташовується на окремих ділянках поверхні пор (Кобранова, 1962, 1986). Таке формулювання щодо стану водної фази коректніше, оскільки механізм “підвішених кілець” цілком придатний для незцементованих зернистих порід, де поровим простором є весь об’єм, незайнятий породотворними зернами. Цей підхід (Кобранова, 1962, 1986) є більш загальним, оскільки прийнятний для всіх без винятку порід, у т. ч. зцементованих. Зауважимо, що частина зв’язаної вологи, сорбованої твердою фазою (мономолекулярної та полімолекулярної адсорбції), вкриває тонким шаром (плівкою) усю поверхню порових каналів (плівкова волога), а всі пори розміром  $10^{-7}$  м і менше повністю заповнені мікрокапілярною вологою (Лыков, 1968; Гольдберг, Скворцов, 1986). Тобто, на окремих ділянках поверхні пор міститься вільна (гравітаційна) вода, яка може рухатися за водонасиченості, вищої від критичної.

Так чи інакше, характеризуючи стан системи “вода–газ” за значень водонасиченості, менших від рівноважної для змочувальної фази, можна говорити про те, що водна фаза знаходиться в роз’єднаному (дискретному) стані та, як зазначалося вище, її відносна проникність дорівнює нулю і вона не заважає проходженню газу через порове середовище. Вода під час цього не фільтрується.

При подальшому збільшенні насиченості змочувальною фазою незмочувальна (газ) втрачає свою безперервність і розпадається на окремі частки, що спрямовуються у великі пори, де вони залишаються, тобто, незмочувальна фаза стає роз’єднаною – такою, що знаходиться в стані дискретної насиченості (Пирсон, 1961; Ханін, 1969; Быков и др., 1981), спочатку фунікулярної, а потім острівної. Для другого стану насиченості рідиною і газом порового простору властивий стан “фунікулера” обох фаз, при цьому, за певного співвідношення водо- і газонасиченості, може настати момент, коли фазові проникності води і газу дорівнюють одна одній, а їхня сумарна проникність мінімальна. Цей стан насиченості характеризується швидким збільшенням відносної проникності для незмочувальної фази (газу) при дуже малому збільшенні її насиченості, вищому від значення рівноважної насиченості при фазовій рівновазі, коли відносні проникності були рівні між собою. За значень водонасиченості, також вищих від насиченості фазової рівноваги, для змочувальної фази (води), за умови перепаду тиску, відкривається безперервний рух (Ханін, 1961). У цьому випадку ізольовані бульбашки незмочувальної фази (газу) рухаються тільки під впливом перепаду тиску всередині рухомої змочувальної фази (Быков и др., 1981). Тобто, йдеться про рух газованої рідини, у якій газ перебуває у вигляді ізольованих бульбашок.

Третій стан насиченості порового простору відповідає рівноважному насиченню, коли незмочувальна фаза повністю втрачає свою рухливість, її проникність стає рівною нулю. За високих значень водонасиченості (для пісковиків – 90–100 %) неможливо отримати сталий режим фільтрації газованої рідини (Щелкачев, Лапук, 1949). Лише коли насиченість досягає зна-

чення рівноважної для незмочувальної фази, рух суміші стає сталим. У момент встановлення процесу значення градієнта тиску достатньо для проштовхування всіх газових бульбашок (Щелкачѳв, Лапук, 1949). За повного або близького до повного водонасичення газ займає переважно центральні найбільш широкі частини порового простору. Для витіснення такої порції газу потрібний дуже великий перепад тиску, здатний проштовхнути його через капілярні звуження (Пирсон, 1961). Створити його в пласті за природних умов майже неможливо (Быков и др., 1981).

На основі численних емпіричних даних про відносну фазову проникність (Щелкачѳв, Лапук, 1949; Геология нефти, 1960; Кобранова, 1962, 1986; Пыхачѳв, Исаев, 1972) можна скласти схему взаємодії та взаємовпливу окремих фаз у поровому просторі сцементованих псамітових порід (пісковиків) (табл. 1).

За газонасиченості понад 50 % (водонасиченість менша ніж 50 %) водна фаза перебуває в роз'єднаному (дискретному) стані на окремих ділянках поверхні пор, її проникність близька до нуля і вона майже не перешкоджає проходженню газу через поровий простір. Газова фаза, навпаки, є об'єднаною системою у вигляді жилок, що проходять через крупні порові канали, займаючи їхні центральні частини. Відносна проникність газу становить 60–70 % за 50 %-ного водонасичення і є максимальною, а за 10–20 %-ного водонасичення – близька до 1. Зі зростанням ступеня заповнення пор вологою до понад 50 % починається об'єднання водної фази, шляхом з'єднання (злиття) окремих ділянок. Відносна фазова проникність води поступово зростає від 0 до 10 % в інтервалі від 50 %-ної водонасиченості до приблизно 75 %-ної. Відносна фазова проникність газу істотно знижується від 0,6 до 0,1 в інтервалі 50–25 %-ної водонасиченості, газова фаза розпадається на окремі частини. За водонасиченості, близької до 75 %, (газонасиченість – приблизно 25 %) спостерігається фазова рівновага з рівністю відносних фазових проникностей води та газу, які для пісковиків становлять приблизно 10 %. Тобто, у цьому випадку реальна проникність води і газу зменшується вдесятеро відносно їхньої потенційної абсолютної проникності, що має унеможливити рух як води, так і газу в низькопроникних породах. При подальшому збільшенні ступеня водонасиченості в інтервалі до 90 % продовжується об'єднання водної фази, її відносна проникність різко зростає з 10 до 60 %. Газова фаза знаходиться в дискретному стані, у вигляді окремих бульбашок у центральних частинах крупних пор. Її відносна фазова проникність знижується з 10 % до нуля. Якщо можлива фільтрація, тобто, за достатньої проникності та наявності перепаду тиску, можливий рух газованої рідини. За водонасиченості 90 %, що для пісковиків відповідає рівновазі насиченості незмочувальною (газовою) фазою, відносна проникність газу знижується до нуля, його рух припиняється і залишкова кількість газу (до 10 %) не заважає проходженню води через поровий простір (острівна насиченість газовою фазою).

Незважаючи на те, що концепція фазової проникності була сформульована ще в 30–40-х рр. ХХ ст. та неодноразово експериментально підтверджувалася, чимало питань, пов'язаних з рухом багатофазних сумішей у пористих середовищах, залишаються ще нез'ясованими. Як справедливо наголошується в роботі (Быков и др., 1981), недостатньо зрозумілим залишається фізич-

Т а б л и ц я 1. Зміна системи “вода-газ” за різного ступеня насиченості фазами в зцементованих псамітових породах (пісковиках)

Газ 100 % →	50 % →	≈25 % →	10 % →	0 %
Газова фаза об'єднана і є єдиною системою, яка займає центральні частини порових каналів. Відносна проникність газу близька до 1. Водна фаза в дискретному (роз'єднаному, дисперсному) стані, іммобілізована в поровому просторі і не перешкоджає газу у випадку його руху	Стан рівноважного насичення змочувальної фази (води). Відносна фазова проникність газу – не менше ніж 0,6–0,7, води – близька до нуля	Відбувається розділення газової фази на частини та починається об'єднання водної фази. Відносна фазова проникність газу зменшується від 0,6–0,7 до 0,1. Відносна проникність води збільшується від 0 до 0,1	Відбувається подальше об'єднання (злиття) водної фази в єдину сітку. Її проникність зростає від 0,1 до 0,6–0,7. Газова фаза перебуває в дискретному (роз'єднаному) стані. Відносна фазова проникність газу зменшується від 0,1 до 0.	Водна фаза об'єднана в єдину сітку. Її відносна проникність близька до 1. Газова фаза в дискретному (роз'єднаному) стані у вигляді окремих бульбашок у центрі великих пор і не перешкоджає рухові води, якщо абсолютна проникність породи робить фільтрацію можливою. Відносна проникність газу близька до нуля
Вода 0 % →	≈75 % →	90 % →	100 %	



ний бік цього явища. Насамперед, невивченим є механізм сумісного руху фаз, які не змішуються. 1953 р. М. Маскет, А. Чатеневе та Н. Хачерман (Быков и др., 1981) висловили гіпотезу про те, що під час сумісного руху фаз, які не змішуються, у поровому просторі можуть існувати два різні режими фільтрації. При одному режимі низка каналів у пористому середовищі є постійно зайняті фазою, що переважно змочує породу, а інші – фазою, що не змішується з першою. Різним часткам порових каналів, зайнятих відповідно першою і другою фазами, що утворюють безперервний потік фільтрації, відповідають різні насиченість та проникність цих фаз. Другий режим зумовлює сумісну течію двох фаз, що не змішуються, поровими каналами переміжними порціями у вигляді “вервиць”. Залежно від того, який ступінь суцільності фаз і чи буде змочувальним дисперсне середовище або диспергована рідина, буде різним і фільтраційний опір за однакових насиченостей (Быков и др., 1981). Привертає увагу той факт, що, однозначно виділяючи три рівноважні стани насиченості порового простору гірських порід, у жодній з робіт (Щелкачѳв, Лапук, 1949; Геология нефти, 1960; Кобранова, 1962, 1986; Ханин, 1969; Пыхачѳв, Исаев, 1972; Быков и др., 1981) чітко не визначено, до якого конкретно стану належить стан рідкої фази, коли вона остаточно інтегрується в єдину сітку або, навпаки, розпадається при зменшенні водонасичення. Розглядаючи фазову проникність у трифазній системі (вода, нафта і газ), область рівності відносних фазових проникностей усіх трьох фаз трактують як умови можливого одночасного руху нафти, води і газу в поровому просторі (Щелкачѳв, Лапук, 1949; Геология нефти, 1960; Пыхачѳв, Исаев, 1972; Быков и др., 1981). Тоді аналогічно можна припустити, що сумісний рух двох фаз (води і газу) у двофазній системі також можливий тільки за умови рівності відносних фазових проникностей води і газу. Проте такий рух можливий у діапазоні від рівноважного насичення змочувальної фази до рівноважного насичення незмочувальної (для пісковиків – від 50 до 90 % водонасиченості). Крім того, початок об’єднання однієї з фаз не мусить означати автоматично одномоментної втрати об’єднаного стану іншою фазою. Усі процеси переходів у системі “вода–газ” мають відбуватися послідовно і поступово в міру зміни ступеня насиченості окремими фазами. Якщо вважати рівноважне насичення змочувальної фази умовою її остаточного об’єднання в єдину мережу (точка А на графіку, див. рис. 1), тоді, відповідно, рівноважне насичення незмочувальної фази має бути її остаточним об’єднанням у єдину мережу при зниженні водонасиченості і збільшенні ступеня заповнення пор газом (точка С на графіку, див. рис. 1). Проте за водонасиченостей, близьких до рівноважного насичення незмочувальної фази (інтервал В–С, див. рис. 1), у всіх роботах (Щелкачѳв, Лапук, 1949; Геология нефти, 1960; Кобранова, 1962, 1986; Ханин, 1969; Пыхачѳв, Исаев, 1972; Быков и др., 1981) йдеться про фільтрацію газованої рідини, тобто, у двофазному потоці переважає водна фаза. І головним нез’ясованим питанням залишається фізична суть стану, який виділяється всіма дослідниками і вважається рівноважним насиченням обома фазами (точка В на графіку, див. рис. 1).

Аналізуючи процес переходу окремих фаз від єдиного до дискретного стану зі зміною насиченості ними порового простору, можемо припустити, що рівновага відносних фазових проникностей (відносні фазові проникності

дорівнюють одна одній) пов'язана зі станом системи “вода–газ”, коли обидві фази перебувають у роз'єднаному (дискретному) стані і незначне насичення тією або іншою фазою веде до остаточного зімкнення окремих роз'єднаних частин і різкого зростання відносної проникності, навіть при незначному збільшенні насичення відповідною фазою. Цьому стану має відповідати поняття “розсіяний газоводний контакт” (Лукинов, 2007; Лукинов, Пимоненко, 2008), чинником формування і тривалого існування якого в гірському масиві, на думку авторів, є низькі значення проникності пісковиків Донбасу, що становлять у середньому соті або тисячні частки мілідарсі і перешкоджають перерозподілу газу і води, тобто формуванню “концентрованого газоводного контакту”, під яким слід розуміти класичний зміст терміна “газоводний контакт” з погляду нафтогазової геології. Чинником утворення “розсіяного газоводного контакту”, крім низької абсолютної проникності, має бути також фазова рівновага, коли відносні фазові проникності води і газу рівні між собою, а сумарна проникність обох фаз мінімальна. Тобто, припустимо, що формування “розсіяного газоводного контакту” можливе і в більш високопроникних породах за наявності системи “вода–газ” у породному масиві в стані рівноважного насичення обома фазами. Стани рівноважного насичення окремими фазами, мабуть, є тільки початком об'єднання кожної з фаз, при збільшенні насиченості цією фазою, та паралельно початком роз'єднання іншої, при відповідному зменшенні її насиченості.

Розглядаючи конфігурацію кривих та аналізуючи численні експериментальні дані про фільтрацію води і газу в поровому просторі, можна припустити, що стан рівноважного насичення змочувальною фазою є початком залучення окремих частин водної фази в газовий потік, яке стає можливим при збільшенні водонасиченості (точка А на графіку, див. рис. 1). Тобто, в інтервалі від стану рівноважного насиченості змочувальною фазою до стану рівноважного насиченості обох фаз (інтервал А–В, див. рис. 1) можливий рух газоводної суміші, у якій переважає газова складова з окремими відокремленими порціями рідкої фази. У міру збільшення водонасиченості відбувається подальша дезінтеграція газової фази та збільшення порцій рідини, що фільтрується. Газова фаза залишається в об'єднаному стані до стану рівноважного насичення обома фазами (точка В на графіку, див. рис. 1), коли вона остаточно розпадається на окремі бульбашки. В інтервалі від стану рівноважного насичення обома фазами до стану рівноважного насичення незмочувальною фазою (інтервал В–С, див. рис. 1), у міру подальшого збільшення водонасиченості, у двофазному потоці, навпаки, переважає рідка фаза, яка об'єднана в єдину мережу та залучає до потоку, що фільтрується, окремі роз'єднані бульбашки газу. Тобто, у цьому діапазоні відбувається рух газованої рідини, який може спостерігатися до стану рівноважного насиченості незмочувальною фазою, після якого, у разі подальшого збільшення водонасиченості, водний потік уже не може проштовхнути окремі бульбашки газу, які залишилися.

Розглянемо систему “вода–газ” у масиві гірських порід як термодинамічну, головною властивістю якої є її прагнення до рівноваги. Будь-яка термодинамічна система є в стані рівноваги або прагне до нього. Перебуваючи в стані рівноваги та потім будучи виведеною з нього, під дією зовнішніх чинників, вона прагне досягнути його. При цьому рівноважних станів, за-



лежно від умов, може бути декілька. Не має бути винятком і система “вода–газ” у породному масиві, що ми розглядаємо. Стабільність системи “вода–газ” має визначатися рівноважною насиченістю фаз, складових цієї системи, яка, у свою чергу, визначається кількісним співвідношенням фаз і відносною фазовою проникністю. Виходячи із залежності фазової проникності рідини і газу від насиченості окремими фазами порового простору (кількісного співвідношення ступенів заповнення пор водою та газом), встановленої на основі теорії фільтрації та експериментальних даних, пропонуємо таку модель існування системи “вода–газ” у породному масиві (табл. 2).

Найбільш стабільним стан системи є тоді, коли проникності газу і води рівні між собою, а їхня сумарна проникність мінімальна. Обидві фази перебувають у стані рівноваги, який відповідає другому рівноважному насиченню (Леверетт, 1948; Ханін, 1969), коли спостерігається рівноважне насичення обох фаз, і який може бути схарактеризований поняттям “розсіяний газоводний контакт” (Лукинов, 2007; Лукинов, Пимоненко, 2008). Це основний стан, якому притаманна мінімальна енергія системи в цілому та до якого прагне система “вода–газ” шляхом перерозподілу води і газу в породному масиві. Такий стан встановлюється протягом тривалого часу і характерний для порового простору більшості гірських порід. До прикладу, ступінь заповнення пор газом пісковиків Донбасу в середньому становить 30–35 % (Забигайло и др., 1983; Лукинов, 2007; Лукинов, Пимоненко, 2008), відповідно ступінь заповнення пор вологою – 65–70 %. Тобто, це середня газоводонасиченість пісковиків, яка встановилася в процесі геологічного розвитку Донбасу і зберігається тривалий час. На підтвердження існування “розсіяного газоводного контакту” автори робіт (Лукинов, 2007; Лукинов, Пимоненко, 2008) наводять той факт, що проби, відібрані в одному забої шахти з одного пісковика, характеризуються однаковими значеннями ступеня заповнення пор газом (вологою). Тобто, зразки відібрані з одного пісковика, але різних шарів, які відрізняються пористістю та масовою вологістю, за ступенем водогазонасиченості істотно не відрізняються. Пісковик, що містить вологу і газ, є єдиною системою, у якій встановився баланс між окремими фазами і, унаслідок цього, спостерігається певне їхнє співвідношення. Значення газо- та водонасиченості для різних порід, за яких може встановитися рівноважне насичення обома фазами, розглядатимемо далі.

При збільшенні водонасиченості проникність рідкої фази значно зростає, і при перепаді тиску та за достатньої проникності починається рух рідкої фази, якому, за водонасиченості понад 90 %, газ уже не перешкоджає. Це відповідає режиму існування водоносного горизонту, у якому під впливом градієнта напору відбувається фільтрація рідкої фази, тобто, встановлюється динамічна рівновага, що є притаманним відкритій термодинамічній системі. Натомість зростання відносної газонасиченості, до прикладу, унаслідок розущільнення та тріщиноутворення, веде до зростання проникності по газу. Проникність незмочувальної фази, у цьому випадку газу, завжди вища від проникності змочувальної фази (води) за однакової насиченості змочувальною та незмочувальною фазами. Це пояснюють гальмівною дією, обумовленою силами прилипання змочувальної фази до твердої поверхні породи, та звивистістю фільтрувальних каналів – незмочувальна фаза, посідаючи місце

Т а б л и ц я 2. Стани рівноваги системи “вода–газ” у масиві гірських порід

Співвідношення газ/вода (для пісковиків), %	Вид системи	Вид рівноваги	Стан газової фази	Стан рідкої (водної) фази
$\cong 25 / \cong 75$	закрита	статична	Рівновага насичення двох фаз (“розсіяний газоводний контакт”). Загальна проникність і рухливість фаз мінімальні	Рівновага насичення (“розсіяний газоводний контакт”). Загальна проникність і рухливість фаз мінімальні
$\geq 50 / < 50$	закрита	статична	Газовий поклад (газ нерухомий, знаходиться під тиском). Відносна газопроникність максимальна	Нерухома (імобілізована) у поровому просторі газовою фазою. Водопроникність близька до 0
$\geq 50 / < 50$	відкрита	динамічна	Стала фільтрація газу від зони високого тиску до зони низького. Рідина в поровому просторі не перешкоджає проходженню через нього газу. Відносна газопроникність максимальна	Нерухома (імобілізована) у поровому просторі газовою фазою. Водопроникність близька до 0. Не перешкоджає проходженню газу через поровий простір
$< 10 / \geq 90$	відкрита	динамічна	Газ імобілізований у поровому просторі. Газопроникність – приблизно 0	Водоносний горизонт зі сталим режимом фільтрації. Напорний градієнт $> 0$ . Водопроникність максимальна, близька до 1
$< 10 / \geq 90$	закрита	статична	Газ імобілізований у поровому просторі. Газопроникність близька до 0	Водоносний горизонт застійного режиму. Напорний градієнт дорівнює 0. Рідина нерухома
$< 10 / \geq 90$	закрита	статична	Пласт – водогазоупор. Газ імобілізований у поровому просторі. Газопроникність близька до 0	Пласт – водогазоупор. Перебуває переважно у зв’язаному стані (імобілізована твердою фазою). Водопроникність близька до 0

в середній частині порових каналів, під час руху проковзує по плівці змочувальної (Ханин, 1969). Газова фаза завжди першою набуває рухливості під впливом перепаду тиску, що, з часом, веде, за достатньої абсолютної проникності породного масиву, до сталого режиму фільтрації газу від області високого тиску до області зниженого і, згодом, до формування газового покладу за наявності екранувальних шарів або до виснаження джерела при природ-

ному вивітрюванні або техногенному дренажуванні. Режим сталої фільтрації газу слід також вважати динамічною рівновагою системи “вода–газ” у породному масиві, а існування газового покладу – статичною рівновагою. І та, і інша рівновага – умовна, оскільки в першому випадку маємо справу зі сталим режимом фільтрації, тобто рухом газової фази від області високого тиску до області низького, а в другому – з газовим покладом, газ у якому замкнений покриттям або екраном і знаходиться під тиском, під дією якого система перебуває в стані нестійкої рівноваги, з якої може бути виведена під впливом зовнішніх чинників – природних або техногенних.

Процес порушення природної рівноваги системи “вода–газ” з подальшим формуванням техногенного газового покладу у вуглепородному масиві детально описано в роботах (Лукинов, 2007; Лукинов, Пимоненко, 2008): під час підробки гірничими виробками пісковиків вони розвантажуються від гірничого тиску, просідають, порушуються тріщинами. Унаслідок цього в пісковиках різко збільшується проникність, значні об’єми метану стають рухливими, спрямовуються до гірничих виробок та забоїв свердловин, пробурених раніше з гірничих виробок або з поверхні. У цьому випадку метан виділяється з техногенних скупчень, сформованих у процесі підробки пісковиків, унаслідок збільшення їхньої проникності через тріщиноутворення. Утворення техногенних скупчень газу пов’язане з формуванням “концентрованого” газозводного контакту. На ділянці, ураженій техногенними тріщинами, які сприяють сполученню між порами в пісковіку, газ прагне зайняти гіпсометрично вище положення, а вода – нижче. Це можна спостерігати під час підробки гірничими роботами дегазаційних свердловин, пробурених з поверхні. Зі свердловини спочатку викидається чистий газ. Це початковий період тріщиноутворення, коли вільний газ з пор пісковіку, як рухоміший і такий, що має значно меншу, ніж у води, в’язкість, спрямовується тріщинами до забою свердловини. Потім деякий час зі свердловини виноситься суміш газу з водою. Це відповідає періоду інтенсивного тріщиноутворення та формуванню із “розсіяного” газозводного контакту “концентрованого”, після чого період формування “концентрованого” газозводного контакту і утворення техногенного скупчення метану закінчується. Він характеризується інтенсивним фонтануванням метану зі свердловини.

У наведеній моделі формування техногенних скупчень газу визначальним чинником є розущільнення та тріщиноутворення, що пов’язано з підробкою породного масиву гірничими виробками, за яких відбувається збільшення газонасиченості (ступеня заповнення пор газом) унаслідок збільшення об’єму порового простору, коли газ першим набуває більшої проникності та рухливості і прямує до місця розущільнення. Аналогічно можуть формуватися і скупчення газу під час природних геологічних процесів, до прикладу, при зминанні гірських порід у складки та утворенні тріщинуватої зони в склепінній частині антиклінальних структур.

Запропонований механізм цілком підтверджується динамікою газовиділення та водовіддачі у свердловину, до прикладу, у процесі пластової підробки масиву пісковиків гірничими виробками. На графіку, наведеному в роботі (Углепородный..., 2008), добре видно, що виділення води починається набагато пізніше від початку виділення газу. У цьому випадку воно запізнюється

більш ніж на 40 діб. Також цей механізм підтверджується під час зіставлення швидкості фільтрації рідини зі швидкістю дегазації. За даними (Углепородный..., 2008), швидкість газовиділення завжди значно вища від швидкості водовіддачі – відношення швидкостей коливається в діапазоні від 10 до 150, що підтверджує тезу про те, що провідність середовища для змочувальної фази (води), навіть за рівних або близьких до них насиченостей, менша, ніж для незмочувальної (газу) (Ханин, 1969). І що особливо важливо, відношення швидкостей не залишається постійним у часі. Так, в одній із свердловин за швидкості газовиділення  $92 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$  швидкість водовіддачі становила лише  $1,1 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$ . В іншій свердловині ці значення після часткового розвантаження масиву лавою дорівнювали  $2500\text{--}3000$  і  $200 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$  відповідно. Швидкість газовиділення змінювалася в межах  $5,2\text{--}463 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$ , а швидкість водовіддачі – в інтервалі  $1,6\text{--}12,4 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$ . У міру стабілізації швидкості газовиділення на рівні  $48 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$  встановилася і швидкість водовіддачі ( $9,5 \text{ см}^3/\text{год}\cdot\text{дм}^2$ ). Автори роботи (Углепородный..., 2008) пов'язують цю зміну з відмінністю коефіцієнтів проникності газу та рідини, не уточнюючи, про яку проникність йдеться – абсолютну чи відносну. Провідну роль у цьому випадку має відігравати відносна проникність, яка, на відміну від абсолютної для вказаної породи, може змінюватися зі зміною кількісного співвідношення газової і водної фаз.

Розглянемо випадки статичної рівноваги системи (див. табл. 2), коли фільтрація рідини за високої водонасиченості не спостерігається. Тоді стан системи визначається кількісним співвідношенням вільної та зв'язаної твердою фазою води (залишковою водонасиченістю), яке визначає абсолютну проникність породи в цілому. Водонесний горизонт застійного режиму є окремим випадком, коли може спостерігатися рівноважна насиченість незмочувальної фази. Має місце повне або близьке до нього водонасичення, за невеликого вмісту зв'язаної води і достатньо високої проникності, але рух рідкої фази не відбувається, оскільки відсутній градієнт тиску. За повного або близького до нього водонасичення та низької проникності, коли переважна частина порової вологи знаходиться у зв'язаному стані, а частка вільної (гравітаційної) води дуже мала або вільна волога повністю відсутня, пласт є непроникним, як для води, так і газу, тобто, є флюїдоупором і може слугувати покривкою або екраном для газу або водоупором для води.

Далі розглянемо, чим визначається стан рівноважного насичення обома фазами (газовою і рідкою) у момент, коли настає рівність відносних фазових проникностей, та якими параметрами при цьому характеризується стан рівноваги, тобто, за якого ступеня насичення окремими фазами для різних порід цей стан настає і яка відносна фазова проникність спостерігається. Аналіз кривих, що відображають залежності коефіцієнтів відносної проникності від ступеня водонасичення гірських порід, свідчить, що різні за літологічним складом породи в момент настання фазової рівноваги відрізняються ступенем насиченості окремими фазами, який становить від 55 % – для незцементованих пісків, до приблизно 70–75 % – для зцементованих пісковиків (Кобранова, Лепарская, 1957; Кобранова, 1962) (табл. 3). При цьому відносні фазові проникності газу і води для незцементованих пісків – приблизно 18 %, натомість для пісковиків – приблизно 10 % (Щелкачѳв, Лапук, 1949).

Для визначення відносних проникностей нафти, газу і води на підставі емпіричних даних, що базуються на дослідженнях М. Леверетта (1948), були складені рівняння (Джонс, 1947), у яких одним із показників є вміст у поровому просторі зв'язаної води, який можна схарактеризувати коефіцієнтом залишкової водонасиченості. Залишкова вода, що міститься в породах-колекторах, утримується в пористому середовищі поверхнево-молекулярними та капілярними силами і в продукції свердловин, при їхній експлуатації, зазвичай, не виявляється. Вміст залишкової води може змінюватися від декількох відсотків до 70 % і більше, становлячи в більшості піщано-алевроитових колекторів 20–30 % (Ханин, 1969). Рівняння залежності відносної фазової проникності для рідкої фази від ступеня водонасиченості та вмісту зв'язаної води, згідно з П. Джонсом (1947), має вигляд:

$$K_{\text{прв}} = \left( \frac{G - I}{1 - I} \right)^3, \quad (1)$$

де  $K_{\text{прв}}$  – коефіцієнт відносної фазової проникності води, частки одиниці;  $G$  – коефіцієнт водонасичення (ступінь заповнення пор вологою), частки одиниці;  $I$  – відносний вміст у породі зв'язаної води, частки одиниці.

Відповідно, рівняння залежності відносної фазової проникності для газу таке:

$$K_{\text{прг}} = \left( \frac{0,9 - G}{0,9 - I} \right)^2, \quad (2)$$

де  $K_{\text{прг}}$  – коефіцієнт відносної фазової проникності газу, частки одиниці.

Якщо за наведеними формулами побудувати ряд графіків, що характеризують залежності відносних фазових проникностей води та газу від ступеня насиченості порового простору окремими фазами за різного вмісту зв'язаної води (рис. 2), можна зауважити, що зі збільшенням вмісту зв'язаної води точка рівноважного насичення обома фазами (точка перетину відповідних кривих відносних фазових проникностей газу і води) зміщується в праву нижню частину графіка – до області більшої водонасиченості та менших значень

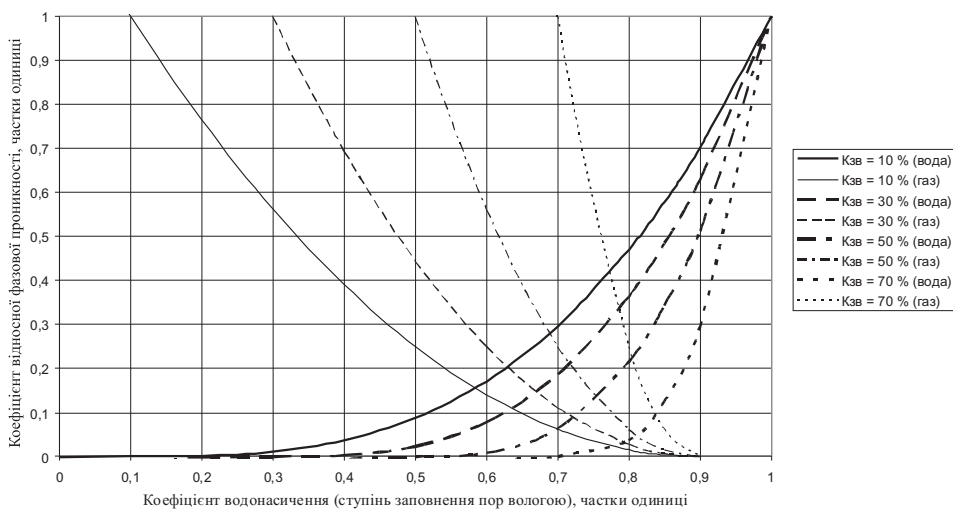


Рис. 2. Залежності відносних фазових проникностей води та газу від ступеня водонасичення порід за різного вмісту зв'язаної води

фазової проникності. Тобто, зі збільшенням вмісту зв'язаної води фазова рівновага настає за більшої водонасиченості, а відносні рівноважні фазові проникності води та газу при цьому зменшуються. Якщо із запропонованих П. Джонсом рівнянь скласти систему, прирівнявши рівняння відносної проникності для води до рівняння відносної проникності для газу, вирішенням цієї системи буде залежність, яка показує зв'язок фазової рівноважної водонасиченості від вмісту зв'язаної води (залишкового водонасичення). Визначивши розрахунковим шляхом значення водонасиченості, за яких настає рівноважне насичення обома фазами, і відповідні їм значення зв'язаної води, графічно отримуємо шукану залежність. Вирішенням системи є пряма (рис. 3), яка апроксимується рівнянням:

$$G_{\text{рівн}} = 0,42K_{\text{зв}} + 54,2, \quad (3)$$

де  $G_{\text{рівн}}$  – водонасиченість рівноважного насичення газовою та рідкою фазами, %;  $K_{\text{зв}}$  – коефіцієнт залишкової водонасиченості, %.

Розрахункові значення фазових рівноважних водонасичень і відповідних їм відносних фазових проникностей, отриманих з використанням знайденого рівняння (3), цілком узгоджуються з емпіричними даними інших дослідників про фазову проникність гірських порід (табл. 3). За відсутності зв'язаної води, тобто для грубозернистих незцементованих порід зі слабкою здатністю сорбувати вологу, рівноважна водонасиченість має становити приблизно 54,2 % за рівноважної відносної фазової проникності близько 15,9 %. Для пісковиків із залишковою водонасиченістю в межах 30–60 % рівноважна водонасиченість становитиме 65–80 %, відносні фазові проникності води і газу при цьому зменшуються з 14,6 до 11,9 %. Як наголошувалося вище, середній ступінь водонасиченості пісковиків Донбасу – 65–70 %, якщо зв'язана вода – 90 %, то відносні проникності води та газу дорівнюватимуть нулю, що відповідає стану флюїдоупора.

Запропонована модель існування системи “вода–газ”, на засадах взаємного впливу її складових (води та газу), залежно від їхнього кількісного співвідношення в масиві гірських порід, дозволяє зрозуміти механізм формування та умови збереження газових покладів, а також теоретично кількісно обґрунтувати параметри водо- та газонасиченості порід-колекторів та порід,

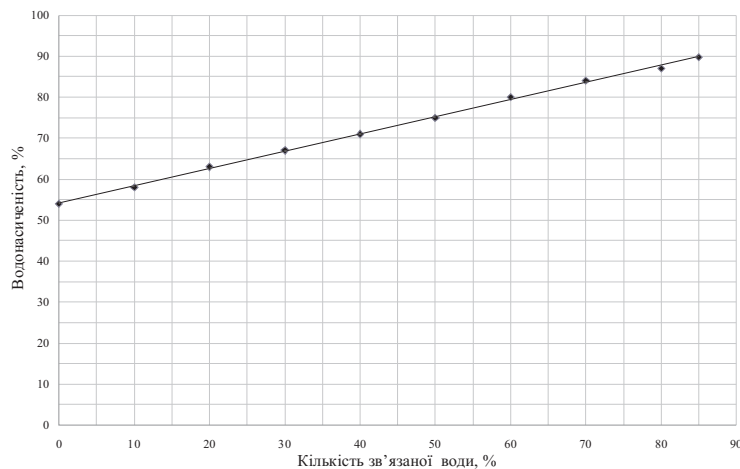


Рис. 3. Залежність рівноважної водонасиченості від вмісту зв'язаної води



Т а б л и ц я 3. Ступінь водонасичення та відносна фазова проникність рівноважного насичення газовою і водною фазами, за даними різних авторів

Незцементовані піски		Пісковики		Література
Водонасиченість фазової рівноваги, %	Відносна фазова проникність води та газу, %	Водонасиченість фазової рівноваги, %	Відносна фазова проникність води та газу, %	
60	18	73–75	11–12	Быков и др., 1981 Джонс, 1947 Кобранова, Лепарская, 1957
≅62	≅18	≅73	11–12	
≅55	≅16	–	–	
55–60	16–18	≅75	≅10	Кобранова, 1962 Пыхачёв, Исаев, 1972
≅58–59	≅18	≅75	≅11	
≅60	18	73–74	≅10	Щелкачёв, Лапук, 1949

які екранують газові поклади. Умовою існування газового покладу в пісковиках є присутність у порах не менше ніж 50 % газу за відповідного тиску. За великих значень природної вологості, коли ступінь заповнення пор вологою (водонасиченість) – понад 50 %, здатність пласта бути колектором визначається співвідношенням зв'язаної та вільної води. За залишкового водонасичення, близького до рівноважного насичення обома фазами для цієї породи (більш ніж 75 % для пісковиків), пласт за своїми властивостями може бути схарактеризований як флюїдоупор. Пласт-колектор, у свою чергу, може бути потенційно газо- або водонасиченим, в останньому випадку можна говорити про зони можливих підвищених водопритоків. Газовий поклад у породному масиві може сформуватися, коли кількість зв'язаної води (залишкова водонасиченість) не перевищує 50 % і вплив зовнішніх чинників створює умови для розділення води та газу.

Деякими дослідниками Дніпровсько-Донецької западини (Закономерности..., 1982<sub>1</sub>; Закономерности..., 1982<sub>2</sub>) та Причорноморсько-Кримської провінції (Закономерности..., 1983), на підставі фактичних даних, з метою диференційованої оцінки колекторських властивостей гірських порід, у межах кожного фізичного параметра виділено зони: “неколектор”, перехідна “колектор–неколектор”, “промислові колектори”. Перехідна зона в цих геологічних провінціях характеризується залишковою водонасиченістю 50–70 %. Ці дані цілком узгоджуються з параметрами запропонованої моделі системи “вода–газ” у породному масиві. Колекторам має відповідати залишкова водонасиченість, яка не перевищує рівноважну для змочувальної фази, перехідній зоні – залишкова водонасиченість у межах від рівноважної для змочувальної фази до рівноважного насичення двома фазами, неколектору (флюїдоупору) – залишкова водонасиченість у межах від близької до рівноважної насиченості двома фазами до повного водонасичення.

Існування різних зон, у яких встановлюється рівновага окремих фаз, обумовлена їхнім кількісним співвідношенням, спостерігається також за просторовим положенням газових покладів у розрізі. Виділяють зони: граничного насичення, недонасичення та перехідну (Кобранова, 1986), або в спрощеному варіанті – газова шапка, перехідна зона, водоносна зона (Бы-

ков и др., 1981). У зоні граничного насичення є максимально високі значення газонасиченості, характерні для верхніх частин газових покладів. Зони граничного насичення та недонасичення розділяє водогазовий контакт (Кобранова, 1986). У зоні недонасичення, потужністю від часток метра (у кварцових теригенних колекторів) до 30–40 м (у поліміктових польово-шпатових колекторів), коефіцієнт газонасиченості, за даними В. Кобранової (1986), нижчий, ніж у зоні граничного насичення, що покриває її, і зменшується по експоненті від значень, близьких до тих самих у зоні граничного насичення, до критичних. Наявність цих зон простежується просторово у вертикальному розрізі і за площею, як у природному заляганні порід, так і в напрямку до забою свердловин.

Підсумовуючи, можна дійти таких висновків. Волога обумовлює не тільки ефективну пористість у поровому просторі гірських порід, займаючи частину порового об'єму і роблячи його недосяжним для газу, але й визначає фазову проникність у системі “вода–газ”. І якщо вільна (гравітаційна) вода може витіснитися газом за певних умов, то зв'язана вода (залишкова водонасиченість) немовби доповнює тверду фазу породи, зменшуючи її пористість. Тобто, зв'язана волога відіграє подвійну роль: з одного боку, зменшує об'єм порового простору, придатний для фільтрації вільної води та газу, а з іншого – спільно з вільною водою, визначає фазові проникності для газової і рідкої фаз. Кількісне співвідношення фаз системи “вода–газ” у масиві гірських порід, яке характеризується ступенем їхньої насиченості, визначає відносну фазову проникність кожної з фаз і, як наслідок, три стани рівноважної насиченості системи: рівноважне насичення змочувальної фази (води – для гідрофільних порід), рівноважне насичення двома фазами, рівноважне насичення незмочувальної (газової) фази. Під кількістю рідкої фази в цьому випадку слід розуміти сумарний вміст вільної (гравітаційної) води та води, зв'язаної поверхнею твердих частинок гірської породи. Кількість зв'язаної води визначає здатність пласта бути колектором, і за її вмісту, що наближається до рівноважного насичення цими фазами, порода стає слабкопроникною як для води, так і газу. Кількісне співвідношення газової і водної фаз також визначає стан системи “вода–газ” як термодинамічної, яка може мати низку рівноважних станів (2 динамічні та 4 статичні), вихід з яких веде до того, що система прагне досягти рівноваги та знову повернутися до стабільного стану, що може супроводжуватися кількісним перерозподілом газової і рідкої фаз у породному масиві. Найбільш стабільним станом, у якому знаходиться більшість гірських порід, є статична рівновага, за якої відносні фазові проникності води і газу дорівнюють одна одній (для пісковиків – на один порядок нижче від абсолютної проникності), а їхня сумарна проникність мінімальна. Ступінь насиченості, за якого настає рівноважний стан, та відповідні йому значення відносної фазової проникності визначаються вмістом зв'язаної води (залишковою водонасиченістю) і з її збільшенням, закономірно, за лінійною залежністю (див. формулу (3)), зміщуються до області більшої водонасиченості та меншої відносної фазової проникності: від 55 % – для порід, що не містять зв'язаної вологи, за розрахункової фазової проникності води та газу приблизно 16 %, до 90 % – для флюїдоупорів за проникності, близької до нуля.

- Быков Н. Е., Фурсов А. Я., Максимов М. И. Справочник по нефтепромысловый геологии. – М. : Недра, 1981. – 525 с.
- Геология нефти / под ред. Н. А. Еременко. – М. : Гостоптехиздат, 1960. – Т. 1. Основы геологии нефти. – 592 с.
- Гольдберг В. М., Скворцов Н. П. Проницаемость и фильтрация в глинах. – М. : Недра, 1986. – 160 с.
- Джонс П. Д. Механика нефтяного пласта. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1947. – 184 с.
- Забигаило В. Е., Лукинов В. В., Широков А. З. Выбросоопасность горных пород Донбасса. – Киев : Наук. думка, 1983. – 288 с.
- Закономерности изменений гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в северо-западной части Днепровско-Донецкой впадины до глубины 5,5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, П. М. Лагола и др. // Геол. журн. – 1982<sub>1</sub>. – № 6. – С. 24–32.
- Закономерности изменений поровых коллекторов и их нефтегазоносности в Причерноморско-Крымской провинции до глубины 5 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, А. Т. Богаец и др. // Там же. – 1983. – № 1. – С. 1–19.
- Закономерности изменения гранулярных коллекторов и их нефтегазоносности в Днепровско-Донецкой впадине до глубины 7 км / Г. Н. Доленко, А. Е. Киселёв, В. А. Кривошея и др. // Там же. – 1982<sub>2</sub>. – № 5. – С. 10–19.
- Кобранова В. Н. Физические свойства горных пород. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 492 с.
- Кобранова В. Н. Петрофизика. – М. : Недра, 1986. – 392 с.
- Кобранова В. Н., Лепарская Н. Д. Определение физических свойств горных пород. – М. : Гостоптехиздат, 1957. – 160 с.
- Левверетт М. С. Движение водонефтяных смесей в несцементированных песках // Методы интенсификации нефтеотдачи пластов. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1948. – С. 69–89.
- Лукинов В. В. Горно-геологические условия образования скоплений свободного метана на угольных месторождениях // Наук. вісн. НГУ. – 2007. – № 4. – С. 55–59.
- Лукинов В. В., Пимоненко Л. И. Тектоника метаноугольных месторождений Донбасса. – Киев : Наук. думка, 2008. – 352 с.
- Лыков А. В. Теория сушки. – М. : Энергия, 1968. – 472 с.
- Пирсон Д. С. Учение о нефтяном пласте. – М. : Гостоптехиздат, 1961. – 570 с.
- Пыхачёв Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика. – М. : Недра, 1972. – 360 с.
- Ромм Е. С. Фильтрационные свойства трещиноватых горных пород. – М. : Недра, 1966. – 384 с.
- Угленородный массив Донбасса как гетерогенная среда / А. Ф. Булат, Е. Л. Звягильский, В. В. Лукинов и др. – Киев : Наук. думка, 2008. – 412 с.
- Ханин А. А. Порода-коллекторы нефти и газа и их изучение. – М. : Недра, 1969. – 368 с.
- Щелкачёв В. Н., Ланук Б. Б. Подземная гидравлика. – М. ; Л. : Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.
- Botset M. G. Flow of gas-liquid mixtures through consolidated sands // Trans. AIME. – 1940. – N 136. – P. 91.
- Bulnes A. C., Fitting R. U. An introductory discussion of the reservoir performance of limestone formations // Trans. AIME. Petrol Techn. – 1945. – N 1. – P. 1791.
- Wycoff R. D., Botset M. G. Flow of gas-liquid mixtures unconsolidated sands // Physics. – 1936. – N 7. – P. 325–345.

Стаття надійшла  
25.09.09

**Kostiantyn BEZRUCHKO**

**PHASES INTERACTION OF SYSTEM “WATER–GAS” IN ROCKS MASSIF  
AND FORMING OF NATURAL GAS DEPOSITS**

Three states of saturation of rocks pore space by liquid have been considered depending on relative phase permeabilities of water and gas. They are: relative phase water permeability is equal to zero, relative phase water permeability and relative phase gas permeability are equal between themselves, relative phase gas permeability is equal to 0. On the basis of these conditions the scheme was drawn up of the influence and interaction of separate phases in pore space of consolidated psammitic rocks (sandstones). The existence model of system “water–gas” in a rocks massif was offered. The system “water–gas” is considered as thermodynamic system which aspires to the equilibrium. This system can have a few equilibrium states (4 static and 2 dynamic). Most stable is a condition which relative phase water permeability and relative phase gas permeability are equal at, and their total permeability is minimum. Degree of saturation, at which this state comes, is determined by a bounded water content (residual water saturation). Formula is proposed for the calculation of water saturation at equilibrium saturation by water and gas. The equilibrium water saturation calculation values coincide with empiric values of other researchers. Relative equilibrium phase permeabilities also were determined by residual water saturation. With its increase, appropriately, on linear dependence, a point of equilibrium is displaced to the zone of greater water saturation and less relative phase permeabilities. From 55% – for the rocks of not containing bounded water and by phase permeabilities about 16%, to 90% at screening horizons with zero permeability. The condition of gas deposit existence is a gas saturation 50% and more under the conform pressure. At the large values of natural humidity (water saturation more than 50%), ability of geological horizon to be a reservoir is determined by ratio of bounded and free water. A gas deposit in a rock massif can be formed if the bounded water content (residual water saturation) does not exceed 50%.